

# ESTUDIO CONCEPTUAL DEL ANÁLISIS DEL RIESGO RBI DE UNA LINEA TRONCAL DE POZOS INDEPENDIENTES



MONOGRAFÍA PARA OBTENER EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA  
INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

ING. LUIS FERNANDO MARTINEZ SUAREZ

---

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

TUNJA

2020

ESTUDIO CONCEPTUAL DEL ANÁLISIS DEL RIESGO RBI DE UNA LINEA TRONCAL  
DE POZOS INDEPENDIENTES

AUTOR: LUIS FERNANDO MARTINEZ SUAREZ

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

CIUDAD: TUNJA

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Firma de presidente de jurado

---

Firma de jurado

---

Firma de jurado

Junio 14 de 2020

“La autoridad científica de la facultad de ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto,  
no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado”

## **DEDICATORIA**

A mi madre Luz stella y hermana Johanna quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me ha permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mi el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer a las adversidades de la vida porque Dios está conmigo siempre.

A mi novia Lizeth, por su cariño y apoyo incondicional durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias. A toda mi familia en especial a mis sobrinos Maríana y Juan Martín, que son mi recarga de energía y también mis loquitos traviesos.

Por último, quiero dedicar este trabajo a una mujer que en vida fue un gran ejemplo y admiración como persona y profesional, a mi tía Amparo Ariza, que agradezco por ayudarme siempre en los momentos más difíciles de mi vida profesional y sobre todo por sus consejos a cada instante, y por enseñarme que cualquier sueño que se proponga uno en esta vida por más complicado que sea se puede lograr con esfuerzo, disciplina y con la ayuda de Dios.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	13
OBJETIVOS .....	14
1. MARCO TEORICO.....	15
1.1 ANÁLISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA DE DUCTOS.....	15
1.2 PLAN DE EVALUACIÓN DEL RIESGO.....	18
1.3 IDENTIFICAR Y CLASIFICAR AMENAZAS .....	20
1.4 PLANES DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD.....	21
1.5 PLANES DE REEVALUACIÓN DE INTEGRIDAD.....	22
1.6 PLANES DE MEDIDAS PREVENTIVAS Y MITIGANTES .....	22
1.7 CÁLCULO DE LA PROBABILIDAD DE FALLA (POF) .....	24
1.8 CALCULO DE LA CONSECUENCIA DE FALLA (COF) .....	25
2. MARCO METODOLÓGICO .....	26
2.1 DEFINICIÓN Y SEGMENTACIÓN DEL SISTEMA .....	26
2.1.1 Definición del sistema.....	26
2.1.2 Segmentación del sistema.....	27
2.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	28
2.3 PROBABILIDAD DE FALLA (POF) .....	30
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	33
3.1 MECANISMOS DE DAÑOS .....	33
3.1.1 Adelgazamiento Externo.....	33
3.1.2 Adelgazamiento interno .....	33
3.1.3 Stress Corrosión Cracking (SCC) .....	33
3.1.4 Daños por Terceros .....	33
3.1.5 Defectos de fabricación .....	33

3.1.6	Soldadura, Ensamble y Construcción .....	33
3.1.7	Operaciones Incorrectas.....	34
3.1.8	Clima y Fuerzas Externas.....	34
3.1.9	Equipos.....	34
3.2	CONSECUENCIA DE FALLA (COF).....	34
3.3	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO .....	36
3.4	ANÁLISIS DEL RIESGO .....	37
3.5	ANÁLISIS DE PROBABILIDAD.....	37
3.5.1	Adelgazamiento Externo.....	37
3.5.2	Adelgazamiento Interno.....	38
3.5.3	Stress Corrosion Craking - SCC.....	39
3.5.4	Defectos de fabricación .....	39
3.5.5	Soldadura, Ensamble y fabricación .....	40
3.5.6	Equipos.....	40
3.5.7	Daños mecánicos por terceros .....	41
3.5.8	Operaciones incorrectas.....	41
3.5.9	Clima y fuerzas externas .....	41
3.6	ANÁLISIS DE CONSECUENCIA .....	41
3.7	NIVEL DE RIESGO .....	43
3.8	PLAN DE ACCIÓN.....	44
3.8.1	Acciones de mitigación.....	47
4.	CONCLUSIONES.....	50
5.	RECOMENDACIONES .....	52

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Curva de rangos de fallas comunes (Curva de Bañera).....	15
<b>Figura 2.</b> Representación esquemática del proceso RBI.....	16
<b>Figura 3.</b> Valoración del riesgo. ....	19
<b>Figura 4.</b> Esquema del proceso de Valoración de Amenazas. ....	21

## LISTA DE ILUSTRACIONES

<b>Ilustración 1.</b> Diagrama de transporte troncal Independientes EC1 – ALINTRPZINDEC1. .....	27
<b>Ilustración 2.</b> Amenazas evaluadas – RBI. ....	31
<b>Ilustración 4.</b> Condición tubería 2019 – ALINTRPZINDEC1. ....	38
<b>Ilustración 5.</b> Cambios abruptos tubería ALINTRPZINDEC1.....	39

## LISTA DE GRÁFICAS

---

<b>Gráfica 1 .</b> Clasificación de consecuencia segmentos ALINTRPZINDEC1. ....	43
<b>Gráfica 2 .</b> Nivel de Riesgo Troncal Norte A – ALINTRPZINDEC1.....	44
<b>Gráfica 3</b> Costo Anual Plan Acción ALINTRPZINDEC1. ....	45
<b>Gráfica 4</b> Distribución de Costo en Plan de inspección ALINTRPZINDEC1 2020-2023. .....	46



## GLOSARIO

**Análisis de Riesgo:** Uso sistemático de la información para identificar las fuentes de peligro y estimar su riesgo (asignando valores a su probabilidad y consecuencia).

**Áreas de Alta Consecuencia:** Está directamente relacionada con el impacto en caso de presentarse un evento. Contempla las áreas ambientalmente sensibles, como los cruces de ríos y quebradas, y la densidad de población en los diferentes sectores.

**Consecuencia:** Resultado de un evento o una situación, expresado cualitativa o cuantitativamente, que puede generar pérdidas, lesiones, desventaja o ganancia.

**Corrosión:** Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

**Cruces de vía:** puntos donde atraviesan carreteras y vías representan mayor probabilidad de falla por acción de terceros y un nivel de consecuencia mayor por estar asociado a presencia de personas.

**Evaluación del Riesgo:** determinación de la significación del riesgo por comparación entre el riesgo estimado y un criterio de riesgo.

**Factor de Daño:** Factor que en función de su magnitud mide la susceptibilidad de falla de un componente por un mecanismo de daño.

**Falla:** Pérdida de la capacidad funcional de un elemento para la cual fue diseñado.

**Gestión del Riesgo:** Actividades coordinadas para dirigir y controlar una organización en relación al riesgo. Esto incluye Análisis de Riesgo, Evaluación del Riesgo, Mitigación del Riesgo, Aceptación del Riesgo, y Comunicación del Riesgo.

**Grupo de Inventario:** es la porción de masa o fluido disponible en una cantidad de equipos, el cual podría ser liberado en caso de una fuga o falla, en una determinada sección de la Planta. Estos grupos están limitados por dispositivos de aislamiento de proceso, es decir, Válvulas de Corte.

**Indicador de Gestión:** Indicadores destinados a medir los resultados e impacto de los programas, los cuales permitirán correlacionar la interacción causa–efecto entre la ejecución de los programas y los avances estratégicos establecidos.

**Integridad:** Capacidad permanente de un sistema de tubería que le permite mantener las características estructurales para el transporte de gas en forma segura y confiable.

**Mecanismo de daño:** Agente que causa deterioro de un material. (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, MIC).

**Modo de falla:** Es la forma de falla. Para el RBI, es la pérdida de contención del elemento o equipo a presión (agujero, grieta o ruptura).

**Probabilidad:** “Medida en que es probable que se produzca, dentro del marco de tiempo considerado, un evento”. “El valor numérico de una probabilidad se define como el cociente entre el número de casos favorables y el de los casos igualmente posibles”.

**RBI (Risk-Based Inspection):** es un proceso de Evaluación y Administración del Riesgo, enfocado en la pérdida de contención de un producto debido al deterioro de los materiales, el cual comienza con la identificación de los equipos o facilidades y culmina con la generación de un Plan de inspección para equipo estático que sea efectivo y que

interprete las necesidades de la Operación, optimizando, a su vez los costos propios de la implementación.

**Riesgo:** Es la posibilidad de que suceda, o no, un daño, es la contingencia de un daño. Al riesgo se le interpreta como la combinación entre la Probabilidad (frecuencia de ocurrencia) y sus Consecuencias (grado de severidad) de un peligro. Limitándose su alcance a un ambiente específico y durante un período de tiempo determinado.

**Risk Assessment:** Proceso global de análisis de riesgo y evaluación de riesgo.

**Risk Criterio:** Términos de referencia por los cuales se evalúa la importancia del riesgo. El Criterio de Riesgo puede incluir los costos asociados y sus beneficios, requisitos legales y reglamentación, aspectos socioeconómicos y ambientales, atención de los interesados, sus prioridades y otros insumos para la evaluación.

**Segmento:** Longitud de la línea de transporte que tiene características únicas en una ubicación geográfica específica.

**Válvulas de seccionamiento:** En caso de presentarse un evento son un factor a tener en cuenta en la cantidad de fluido que pueda escapar al ambiente.

## RESUMEN

La inspección basada en riesgo RBI es una gestión estratégica que identifica, evalúa y prioriza los niveles de riesgo de un activo teniendo en cuenta la probabilidad y consecuencia de falla. Esta metodología permite definir estrategias sobre el que, el cuándo y el cómo inspeccionar un activo, priorizando aquellos cuyo riesgo se encuentren en niveles altos, con el objetivo de mejorar la relación costo - beneficio de las actividades de inspección y mantenimiento, y evitar fallas de bajo o alto impacto.

La valoración de riesgo de la línea Troncal de pozos independientes de la Estación Castilla 1, se realizará mediante la metodología RBI<sup>1</sup>, evaluando las 9 amenazas expuestas en la norma API RP 1160<sup>2</sup> que tiene como finalidad la reducción del riesgo, basados en la identificación del estado actual del activo, mecanismos de daño presentes, características de diseño, condiciones de operación y las consecuencias resultantes si se presenta una pérdida de contención.

A través de la aplicación del análisis de RBI, se consideran variables para identificar el tipo de daño que puede conducir a la falla, donde puede ocurrir, y se define la frecuencia de las inspecciones que se deben llevar a cabo, técnicas de inspección apropiadas y la relación costo – beneficio. Como resultado, los activos con alta probabilidad de falla reciben una priorización para la ejecución de la inspección respecto a los activos de bajo impacto, permitiendo una mejor distribución de recursos de inspección.

---

<sup>1</sup> API RP 581: *Práctica Recomendada: Tecnología de Inspección Basada en Riesgos.*

<sup>2</sup> API RP 1160: *Gestión de integridad en tubería de líquidos peligrosos.*

## INTRODUCCIÓN

Las fallas en los ductos de transporte de hidrocarburos históricamente han presentado una evolución significativa por establecer y controlar de forma responsable el diseño, la construcción, el mantenimiento y el desmantelamiento de sistemas de tuberías<sup>3</sup>.

Casos como los presentados en el oleoducto transandino en junio de 2015, donde cerca de 410.000 barriles de crudo fueron vertidos a la quebrada Pianulpí, que surte al río Guisa y este a su vez al río Mira que alimenta al acueducto de Tumaco o el accidente que cobró la vida de 33 personas en el municipio de dos quebradas en diciembre de 2011, a raíz de la falla del poliducto Salgar – Cartago por tensionamiento; o el accidente del golfo de México el 22 de abril de 2010, donde millones de barriles de crudo se vertieron al mar, afectando la vida marina y la caída en picada de las acciones de la multinacional BP. Estos como otros tantos casos mencionados a nivel internacional muestran el gran impacto que representa los sistemas de transporte de hidrocarburo en la economía, en el desarrollo de comunidades y el cuidado del medio ambiente.

Es por ello que en las últimas décadas se han desarrollado e implementado regulaciones, políticas y metodologías que prevengan este tipo de desastres, por tanto todas las compañías responsables de la operación y cuidado de sistemas de ductos para transportes de hidrocarburos han adoptado dentro de sus sistemas de evaluación de integridad los métodos descritos en los códigos y normas internacionales como API, ASME, BSI, ISO, INCONTEC, para establecer procedimientos que definan las mejores prácticas de valoración e intervención de sus activos.

Un diagnóstico acertado del estado de integridad mecánica de la línea a lo largo de su longitud permite establecer las técnicas y metodologías más adecuadas de inspección, enfocadas en detectar los mecanismos de daño probables en cada sector del ducto según los resultados de la evaluación de integridad desarrollada, siempre que según los resultados del análisis se requiera efectuar validaciones por ensayos no destructivos.

---

<sup>3</sup> D.SALAZAR, " ESTUDIO CONCEPTUAL DE INTEGRIDAD A LÍNEAS DE FLUJO PARA TRASPORTE DE CRUDO, DESDE CABEZAL DE POZO A MÚLTIPLE DE SEPARACIÓN. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. 2015

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Definir un plan de acción basado en el nivel de riesgo obtenido durante la valoración RBI de la línea de transporte Troncal de pozos Independientes.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar una identificación del nivel de riesgo en el cual se encuentra la línea.
- Generar un plan de acción para mitigación de las amenazas a evaluar.
- Calcular la probabilidad de falla e identificar el mecanismo de daño asociado.
- Identificar y calcular la consecuencia de falla.

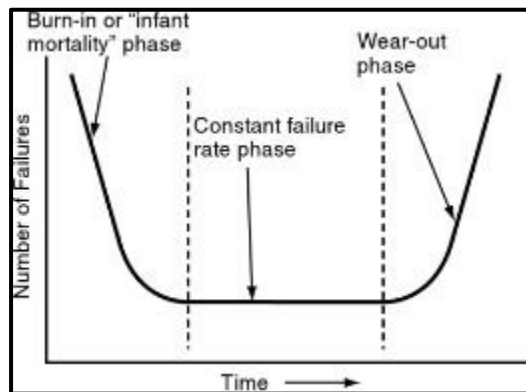
## 1. MARCO TEORICO

### 1.1 ANÁLISIS DE INTEGRIDAD MECÁNICA DE DUCTOS

Los análisis de integridad son herramientas de evaluación de un sistema, estructura o tubería que permiten garantizar que en todas las fases del ducto (diseño, fabricación, procura, instalación, inspección, operación, mantenimiento, remplazo y abandono) conocer cuál es su condición actual, definir el tiempo de vida y determinar una probabilidad de falla. Ver Figura 1.

La Perdida de integridad es otra forma de caracterizar las fallas de ductos; sin embargo, las tuberías pueden fallar en otras formas que no involucren una pérdida de contenido.<sup>4</sup>

**Figura 1.** Curva de rangos de fallas comunes (Curva de Bañera).



Fuente: MUHLBAUER W., Kent. Common failure rate curve (bathtub curve). [Figure] Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2004. 1/6 p.

La metodología RBI busca definir un plan de acción para equipos estáticos consistente

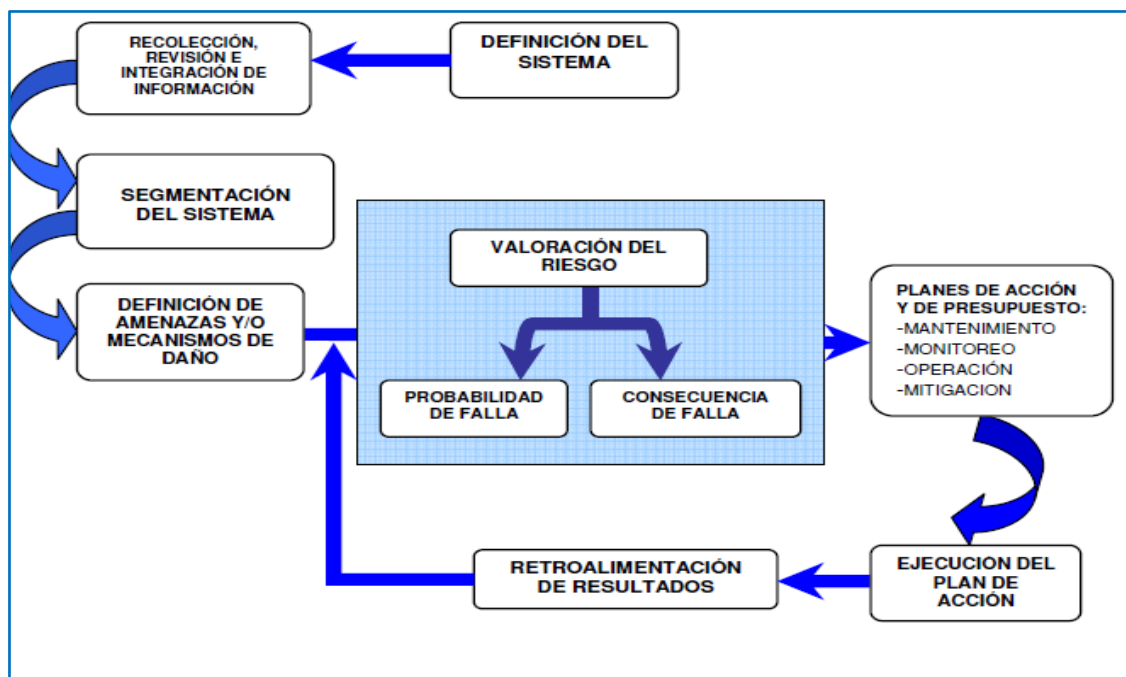
---

<sup>4</sup> MUHLBAUER W., Kent. Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington.: Gulf Professional Publishing, 2004. 8 p.

en tareas de inspección, monitoreo, control operacional y actividades de mitigación del riesgo (Probabilidad de Falla y Consecuencias) basado en análisis de riesgo de las amenazas a la integridad de equipos y/o mecanismos de degradación potenciales de los equipos debidas a su operación y entorno.<sup>5</sup>

La figura 2 muestra un diagrama esquemático de las etapas del proceso de RBI.

**Figura 2.** Representación esquemática del proceso RBI.



Fuente: ECP -ICP-GCM-I-02" Instructivo para la aplicación de la metodología RBI en Ecopetrol S.A

En la actualidad las herramientas de valoración de integridad además de generar resultados de condición ofrecen ayudas para la toma de decisión y priorización de los planes de mantenimiento, mitigación y control, permitiendo que los procesos de operación, producción y mantenimiento se enfoquen en un contexto dinámico, que haga rentable los procesos.

<sup>5</sup> ECP -ICP-GCM-I-02" Instructivo para la aplicación de la metodología RBI en Ecopetrol S.A



**1.1.1. Requisitos legislativos para la integridad de ductos.** Todas aquellas actividades que involucren la operación de fluidos peligrosos mediante sistemas de tuberías deben considerar todos los aspectos relacionados con la seguridad, el cuidado del medioambiente, las personas, el cliente y las instalaciones.

Organizaciones internacionales han desarrollado regulaciones, estándares y normatividades que contribuyen al desarrollo y operación segura de la industria de transporte de fluidos peligrosos por sistemas de tuberías, dentro de los cuales se presentan:

- United States DOT 49 CFR part 192 and 195.
- National Energy Board of Canada.
- British and European Regulatory.
- NTC 5901
- ASME B31.4, B31.8, B31.8S, B31G,
- API1160, National Association of
- Corrosion Engineers (NACE).

**1.1.2 Programas de gestión de integridad como herramienta de decisión.** Un programa de gestión de integridad debe ser entendido y aplicado como un conjunto de políticas, procesos y procedimientos que incluyen como mínimo los aspectos que se relacionan a continuación:

- Plan de evaluación base o inicio de línea de trabajo.
- Procesos de continuo aseguramiento y evaluación de la integridad.
- Un proceso analítico que integra toda la información disponible acerca de la integridad de sistemas de tuberías y la consecuencia de sus fallas.
- Criterios de reparación para abordar los problemas identificados por el método de evaluación de integridad y el análisis de los datos.
- Un proceso para identificar y evaluar medidas preventivas y mitigantes para proteger AAC.
- Un método para definir la efectividad del plan de gestión de integridad.
- Un proceso para revisar los resultados de evaluación de integridad y análisis de resultados por parte de un personal calificado.

La clave principal para cualquier plan de gestión de integridad está en definir un plan de evaluación base soportado en:

- Identificar todos los segmentos de tubería que generaran un impacto sobre las ACC's.
- Especificar los métodos de evaluación de integridad para los segmentos identificados (se entiende por métodos aceptables la inspección interna, las pruebas hidrostáticas, o metodologías equivalentes)
- Priorizar basado en la evaluación del riesgo.
- Explicar la base técnica para la selección de los métodos de evaluación de integridad y los factores de riesgo utilizados en la programación de evaluaciones.<sup>6</sup>

Las evaluaciones de riesgo se han convertido en una de las herramientas de gestión de integridad más eficientes para identificar, cuantificar y categorizar los riesgos asociados a la operación de oleoductos, permitiendo establecer estrategias de mitigación y corrección oportunas.

## **1.2 PLAN DE EVALUACIÓN DEL RIESGO**

Los planes de evaluación del riesgo en ductos están orientados a identificar metodologías para evaluar las amenazas en ductos y su probabilidad de falla, por la consecuencia que esta tendría de materializarse.

Riesgo de falla = probabilidad de falla x consecuencia<sup>7</sup>.

Los planes de evaluación de riesgo identifican las fuentes de los datos, los procesos de recopilación de datos, programas de aseguramiento de calidad, validación de los resultados de la evaluación de riesgos y los requisitos de presentación para el plan de

---

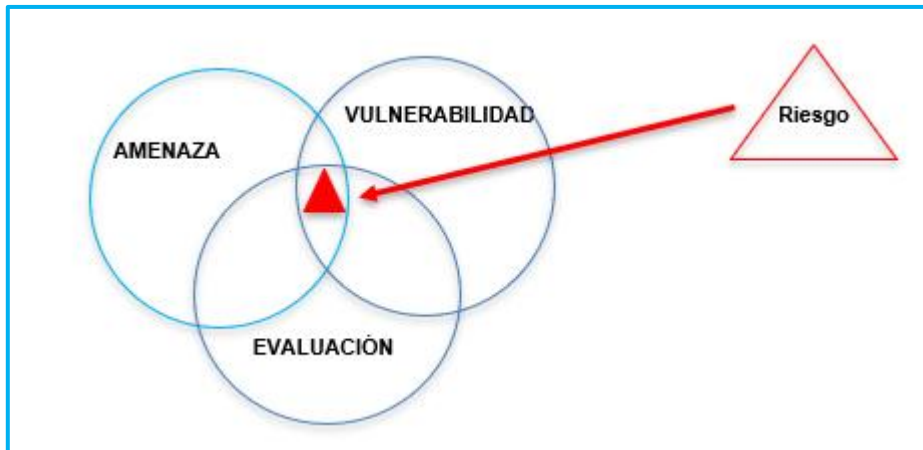
<sup>6</sup> MUHLBAUER W., Kent. Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington.: Gulf Professional Publishing, 2004. 40

p

<sup>7</sup> MUHLBAUER. Op. cit., p. 43..

evaluación de riesgos. Ver figura 3.

**Figura 3.** Valoración del riesgo.



Fuente: Autor

### **1.2.1 Valoración de peligros y amenazas a la integridad de sistemas de tuberías.**

La valoración o priorización de riesgos y amenazas se debe entender como un proceso que se ve directamente relacionado con la integridad de sistemas de tuberías y que no es un concepto global, sino que debe ser particular dependiendo del enfoque de cada sistema donde se aplique.

La valoración de peligros y amenazas es un proceso que debe realizarse con regularidad en el tiempo (anual, semestral) o cada vez que un cambio en la operación (producto, presión, temperatura), condiciones de la tubería (material, revestimiento) y en el ambiente (sistemas de tuberías paralelos, variantes), puedan introducir peligros que logren convertirse en amenazas a la integridad del sistema de tuberías<sup>8</sup>.

**1.2.2 Determinación de Peligros.** Debe existir un profundo compromiso por parte de las compañías operadoras para generar bases de datos propias de sus peligros y clasificación, considerando la potencialidad a cambios en el sistema. Esta información

---

<sup>8</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Gestión de Integridad

de Sistemas de Tuberías para Transporte de Líquidos Peligrosos. NTC 5901. Bogotá D.C.: 2012. 32 p.

puede ser apoyada en los datos históricos de la compañía y/o de la industria general, además de regulaciones nacionales e internacionales.

### **1.3 IDENTIFICAR Y CLASIFICAR AMENAZAS**

Para una identificación positiva de amenazas se debe disponer de información suficiente que le permita verificar la potencialidad de estados anormales mediante juicio de expertos, históricos de fallas, experiencias de otras compañías operadoras en las mismas áreas de influencia, considerando la identificación previa de peligros<sup>9</sup>.

#### **1.3.1 Valoración de amenazas.**

El proceso de valorar las amenazas consiste en identificar, clasificar, analizar y evaluar de forma objetiva la susceptibilidad y capacidad de una amenaza para causar fallas en un segmento de tubería, de acuerdo con la Norma ASME B 31,8 S para líneas de transporte se identificaron nueve amenazas o mecanismos de daño a la integridad del activo<sup>10</sup>.

1. Corrosión exterior
2. Corrosión interior
3. Stress Corrosión cracking SCC
4. Defectos de fabricación
5. Fallas relacionadas con soldaduras, ensambles y construcción.
6. Equipos
7. Daño mecánico por terceros
8. Operaciones incorrectas
9. Climas y fuerzas

Los segmentos con amenazas identificadas son considerados tuberías con amenazas activas y requieren la implementación de acciones de mitigación. Por su parte los

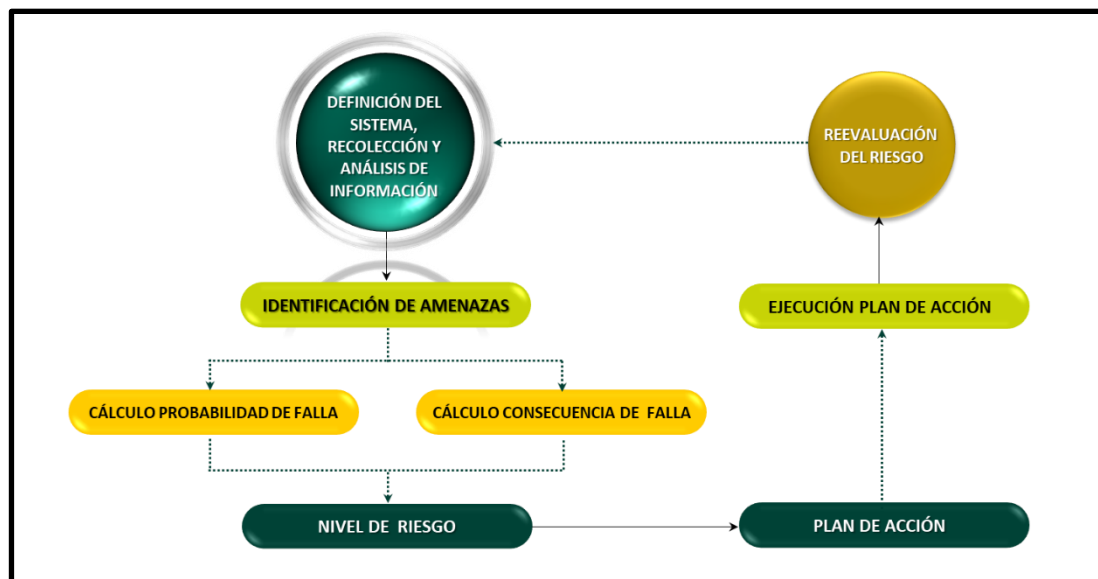
---

<sup>9</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 5901. Op. cit., p. 33.

<sup>10</sup> NORMAS ASME B 31,8 S

segmentos que requieren monitoreo periódico son aquellas en las que se identifican presencia latente de amenazas (segmentos con susceptibilidad de amenazas). Los elementos recomendados para llevar a cabo una valoración de amenazas se describen en la Figura 4.

**Figura 4.** Esquema del proceso de Valoración de Amenazas.



Fuente: Autor

## 1.4 PLANES DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD

Los planes de evaluación de integridad comprenden y describen procesos, metodologías y procedimientos para su implementación dentro de los sistemas de gestión. Algunos de los procedimientos de mayor aceptación internacional y adopción por parte de las compañías operadoras se muestran a continuación:

- Examinación de tuberías aéreas.
- Examinación de tuberías enterradas.
- Priorización de defectos para excavación y evaluación.
- Ubicación de marcadores o referencias en tuberías aéreas.
- Registro de la prueba y datos de prueba de rendimiento.
- Registro y hoja de datos de la sección de prueba.
- Registro de la falla de prueba.

## **1.5 PLANES DE REEVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Los planes de gestión de integridad solicitan que se desarrollen evaluaciones de integridad periódicas a los tramos de tuberías. Por lo que se hace necesario definir planes de reevaluación que permitan determinar en qué momento es necesario la recategorización o recalificación de segmentos previamente evaluados. Una nueva clasificación determinará si se requiere una reevaluación de un segmento específico.

Los datos recopilados como resultado de actividades de integridad deben ser modificados y analizados para mejorar la efectividad de los planes de evaluación. Las tendencias clave proporcionarán una guía para el desarrollo del plan y ayudará en la programación de actividades de gestión de la integridad.

## **1.6 PLANES DE MEDIDAS PREVENTIVAS Y MITIGANTES**

Estos planes generalmente son diseñados para mitigar el riesgo, reduciendo la probabilidad de falla y o la consecuencia de falla. Esto ayuda a generar medidas de prevención, mitigación, análisis de posibles escenarios, definir los análisis de costo beneficio para cada medida, establecer requisitos documentales para los planes preventivos y de mitigación y desarrollar procedimientos de estudio de profundidad para áreas de alta consecuencia.

- 1.6.1 Priorización.** Conocer los resultados de evaluación del riesgo representan la mejor información disponible de cada sección de tubería. Permitiendo de esta forma establecer un proceso trazable y justificable para la asignación de recursos de acuerdo con los resultados de priorización.
- 1.6.2 Asignación de recursos.** El objetivo principal de la gestión del riesgo está en la necesidad de asignar correctamente los recursos escasos. Los gerentes se esfuerzan por controlar los riesgos “correctos” con recursos limitados: siempre existen limitaciones de tiempo, mano de obra y dinero para disponer. Los riesgos

se pueden reducir mediante la asignación de nuevos recursos o la redistribución de los existentes; esto debe hacerse teniendo en cuenta los factores que comúnmente entran en conflicto como:

- Disponibilidad de recursos (Dinero) para atender necesidades.
- Riesgos relativos que actualmente existen dentro del sistema.
- Los costos y beneficios de varias operaciones, mantenimiento, la velocidad a la cual la mejora necesita optimizar.<sup>11</sup>

Si se considera la sustitución de tubería como una opción de reducción del riesgo, obviamente esta será preferiblemente ejecutada en las secciones que hayan sido clasificadas con una evaluación de riesgo alta, caso similar ocurre cuando se aumenta la protección catódica del sistema como opción de prevención de daño por corrosión.

En casos en los que los recursos son limitados o no están disponibles, la redistribución de recursos puede ser prudente siempre y cuando se realice un análisis cuidadoso y reflexivo sobre aumentar el riesgo intencionalmente en una zona que de otra forma sería segura.

**1.6.3 Costos de mitigación.** Desde el aspecto económico, las opciones de reducir el riesgo al costo más bajo deberían agotarse antes de considerar la opción más costosa. Sin embargo, un modelo de evaluación del riesgo valora las actividades en función de su beneficio de reducción del riesgo, sin tener en cuenta el costo de la actividad.

Las relaciones costo/beneficio son herramientas que permiten priorizar o financiar proyectos. Bajo esa consideración, los proyectos con costos más bajos (tanto en costos iniciales como en su desarrollo) y con un mayor impacto en el riesgo son de lejos los más deseables.

**1.6.4 Relación entre el costo y el riesgo.** La gestión del riesgo estará necesariamente vinculada con la gestión de costos. Para llevar a cabo una adecuada gestión del

---

<sup>11</sup> MUHLBAUER. Op. cit., p. 364.

riesgo es necesario desarrollar prácticas de “gasto inteligente”, como: no gastar demasiado, sin embargo, gastar lo suficiente para reducir el riesgo.<sup>12</sup>

## **1.7 CÁLCULO DE LA PROBABILIDAD DE FALLA (POF)**

El cálculo de la Pof debe estar soportado en los procedimientos establecidos por cada uno de los negocios (VIT, VRP, VPR), los cuales están estandarizados para cada una de las amenazas establecidas para cada sistema.

La probabilidad de falla es determinada por tres consideraciones principales:

1. Tasas y mecanismos de deterioro propios de los equipos o activos.
2. Factores propios del entorno y por terceros.
3. La efectividad del programa de inspección y monitoreo para identificar los mecanismos y factores de deterioro y de las acciones oportunas de mitigación.

Es necesario tener en cuenta los siguientes pasos:

- a. Identificar los mecanismos de deterioro para cada amenaza, teniendo en cuenta las condiciones de operación y del entorno.
- b. Determinar la tasa, severidad y frecuencia de deterioro y/o la susceptibilidad de ocurrencia de eventos.
- c. Revisar las condiciones de diseño, construcción y operación.
- d. Efectividad del programa de inspección y monitoreo
- e. Efectividad del programa de mantenimiento.

---

<sup>12</sup> MUHLBAUER. Op. cit., p. 15/345.



## **1.8 CALCULO DE LA CONSECUENCIA DE FALLA (COF)**

Para determinar la consecuencia de falla, se debe tener en cuenta el modo de falla como se materializa cada amenaza (picado, agrietamiento, rotura) con el fin de avaluar la cantidad de producto liberado y el área afectada.

Se deben evaluar todas las categorías de la matriz RAM vigente en Ecopetrol S.A.: Económica, Salud y Seguridad, Medio Ambiente e Imagen. Para cada una de las categorías de se deben aplicar los procedimientos establecidos para cada sistema a evaluar los cuales involucran los siguientes aspectos:

Económica: Pérdida de Producción, Productos fuera de especificaciones, Costos de reparaciones, valor de los activos afectados, materiales y mano de obra, costos diferidos.

Salud y Seguridad: Cantidad, Toxicidad, Inflamabilidad y Reactividad de Producto, densidad de población, área de afectación, planes de contingencia, sistemas de detección y control de fugas.

Medio Ambiente: Cantidad, Toxicidad, Inflamabilidad y Reactividad de Producto, áreas excepcionalmente sensibles, área de afectación, planes de contingencia y manejo ambiental, sistemas de detección y control de fugas, activación de comités de prevención y atención de desastres.

Imagen: De acuerdo con los criterios establecidos en el procedimiento de la Matriz RAM de Ecopetrol S.A.

El valor total de la consecuencia económica será la sumatoria de todas las categorías. Si no es posible cuantificar alguna de las categorías se asume el valor mínimo establecido en el rango equivalente de consecuencia de la Matriz RAM de Ecopetrol S.A.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> ECP -ICP-GCM-I-02"Instructivo para la aplicación de la metodología RBI en ecopetrol S.A

## 2. MARCO METODOLÓGICO

### 2.1 DEFINICIÓN Y SEGMENTACIÓN DEL SISTEMA

#### 2.1.1 Definición del sistema

La Troncal Independientes EC1 – ALINTRPZINDEC1 fue construida en 2006 tomando como referencia la fecha de condicionamiento reportada en los históricos de inspección, con una longitud de 159 m y un diámetro de 16 in. Está conformada por dos tramos, el primero del clúster 10-1 hasta la unión clúster 10-1 (UCL10-1) y el segundo desde la UCL10-1 hasta el múltiple de pozos independientes INDEC1 (AMULPOZEC1).

La troncal transporta el fluido de tres pozos correspondientes al CA53, CA55 y CA01 que alimentan el CL10-1, funciona de forma bidireccional teniendo en cuenta que el tramo se encuentra conectado a la troncal sur y puede transportar el fluido hacia el clúster 9, y el segundo tramo (UCL10-1 a indec1).

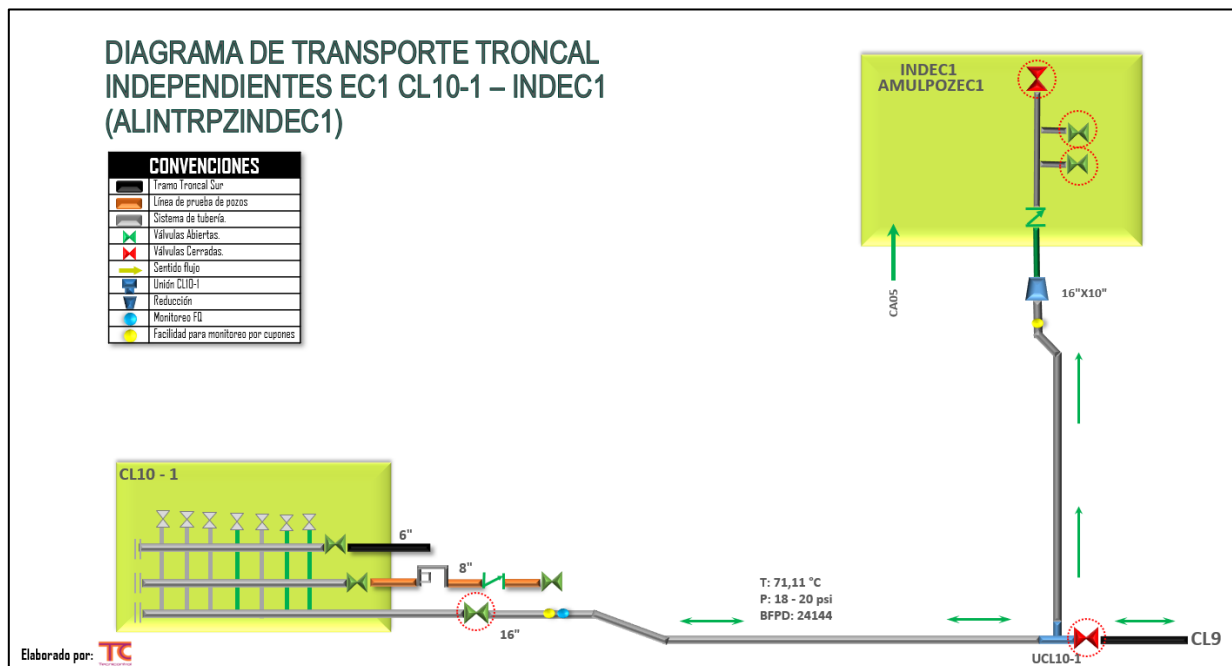
Actualmente opera a una temperatura de 160°F y una presión entre 18 - 20 psi.

La línea Troncal actualmente **NO** cuenta con registro en Sistema de Gestión de Mantenimiento Informatizado SAP.

Para la definición de los límites del sistema de la Troncal se realizó visita a campo y verificación de la configuración de la línea, limitando el sistema con las válvulas de salida y entrada.

En la ilustración 1 se presenta el Sistema de Transporte de la Troncal Independientes EC1 – ALINTRPZINDEC1.

**Ilustración 1.**Diagrama de transporte troncal Independientes EC1 – ALINTRPZINDEC1.



Fuente: Autor

### 2.1.2 Segmentación del sistema

La segmentación del sistema se realizó según el Instructivo “ECP-ICP-GCM-I-02 INSTRUCTIVO PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA RBI EN ECOPETROL S.A.”, teniendo en cuenta los siguientes aspectos en el trazado de la Troncal:

- ✓ Válvulas de control
- ✓ Tramos aéreos

La Troncal Independientes EC1 cuenta con 3 segmentos distribuidos como se presenta en la Tabla 1.

**Tabla 1.**Segmentación Troncal Independientes EC1 – ALINTRPZINDEC1.

ÍTEM	SEGMENTO	INICIO	FIN	TIPO DE SEGMENTO	PREDIO	DIÁMETRO [IN]	LONGITUD [m]
1	ALINTRPZINDEC1- 01_SEG01	VÁLVULA DE CORTE CL10-1-LT-16-GLB-B-001 A LA SALIDA DEL MÚLTIPLE CLUSTER 10-1	VÁLVULA DE CORTE MULTR-086 EN LA UNIÓN UCL10-1 (DESVIACIÓN A MEC1)	AÉREO	EC1	16	86
2	ALINTRPZINDEC1- 02_SEG02	UCL10-1 (DESVIACIÓN A MEC1)	REDUCCIÓN 16" X 10"	AÉREO	EC1	16	64,50
3	ALINTRPZINDEC1- 02_SEG03	REDUCCIÓN 16" X 10"	VÁLVULAS DE CORTE: CL10-1-LT-10-CHK-A-001 MULTR-037 MULTR-038 CL10-1-LT-10-GAT-B-001	AÉREO	EC2	10	8,50

Fuente: Autor

## 2.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La recolección y revisión de información se realizó teniendo en cuenta los límites físicos del sistema en estudio. Los tipos de datos requeridos dependen de los tipos de defectos y modos de falla anticipados, es esencial el conocimiento de la trazabilidad del activo a evaluar partiendo desde sus condiciones iniciales <sup>14</sup>, monitoreos <sup>15</sup>, inspecciones, mantenimientos, reparaciones y/o alteraciones<sup>16</sup> que se haya realizado y documentado hasta la actualidad. Igualmente es necesario conocer las zonas sensibles asociadas a recursos naturales, cultivos, personas, activos de terceros que podría impactar en caso de presentarse una falla.

<sup>14</sup> Espesor, diámetro, SCH, grado de material, material, etc.

<sup>15</sup> Monitoreo de corrosión interna y externa, medición de caudal.

<sup>16</sup> Cambios operativos, cambios de tramos de tubería, etc.

En información recolectada (Informes, reportes, monitoreos, bases de datos, cuadro maestro, planos y otros), no se encontró dossier de construcción, por lo tanto, se asumieron datos de construcción con base en normas técnicas, históricos de inspección y sistemas similares de la GDT.

Los históricos de la línea se presentan consolidados en la tabla 2.

**Tabla 2.** Históricos Informes ALINTRPZINDEC1

	LÍNEA TRONCAL INDEPENDIENTES EC1 ALINTRPZINDEC1	FECHA
<b>SAP</b>	NO SAP	SIN EVIDENCIA
<b>DATA SHEET</b>	HV TRA CL10-1-AMULPOZEC1 CONTRATO: 32509376	1/01/2019
<b>AS BUILT</b>	NO	SIN EVIDENCIA
<b>GEORREFERENCIACIÓN</b>	SI CONTRATO: 32509376	01/02/2019
<b>DIAGRAMA DE TRANSPORTE</b>	ELABORADO RBI 2020	01/02/2019
<b>FECHA DE CONSTRUCCIÓN</b>	2006	2006
<b>SISTEMA DE AISLAMIENTO</b>	MANUAL	VISITA CAMPO
<b>MONITOREO DE CORROSIÓN INTERIOR</b>	33 MTOREOS CUPONES BD_MCI_GDT_2010-2018 (30-01-2019)	30-01-2019
	11 MTOREOS FISICOQUÍMICOS BD_MCI_GDT_2010-2018 (30-01-2019)	30-01-2019
<b>MONITOREO DE CORROSIÓN EXTERIOR</b>	N.A.	N.A.
<b>INSPECCIÓN DIRECTA</b>	1617-TC-3701-IN-C-SCC	18/03/2013
	GPRO-MA0030605-INF-GIE-1957	7/07/2016
	TC-368-GDT-GIE-816	18/06/2018
<b>GEOTECNIAS</b>	N.A.	N.A.
<b>IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA - HCA's</b>	ALOHA RBI 2019	01/03/2019

	LÍNEA TRONCAL INDEPENDIENTES EC1 ALINTRPZINDEC1	FECHA
CONTROL DE CAMBIOS	NO DOCUMENTACIÓN	SIN EVIDENCIA
CONDICIONES DE OPERACIÓN	T°: 160 °F P°: 18-20 psi	VISITA CAMPO
HISTÓRICO DE FALLAS REVISIÓN GRI	NO	SIN EVIDENCIA

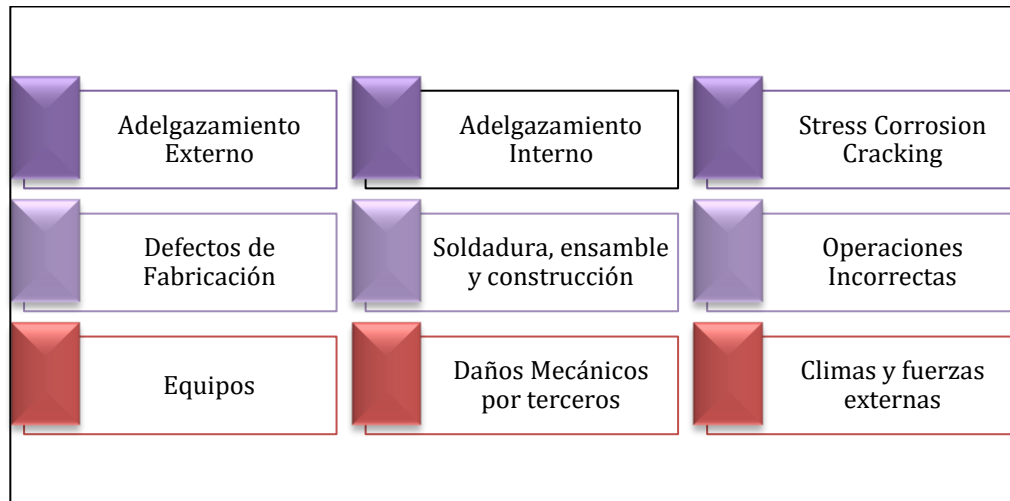
Fuente: Autor

### 2.3 PROBABILIDAD DE FALLA (POF)

La metodología de Ecopetrol S.A. establece la cuantificación de la probabilidad por medio de variables cuantitativas y cualitativas, dando como resultado un nivel de probabilidad semi cuantitativa de una pérdida de contención del activo provocada por un mecanismo de daño.

Con la información recopilada se procede a realizar el análisis de probabilidad de falla por cada amenaza en la operación del sistema. En la ilustración 2 se presentan las 9 amenazas evaluadas de acuerdo con el modelo de gestión de integridad de Ecopetrol S.A., el cual está basado en la práctica recomendada API RP 1160.

## Ilustración 2. Amenazas evaluadas – RBI.



Fuente: Autor

El modelo se basa en la valoración de probabilidad de cada amenaza en función de diferentes parámetros relacionados a información de diseño, monitoreo, inspección, rehabilitación que también son direccionados por diferentes sub-parámetros.

Los sub-parámetros tienen asignados porcentajes de valoración dentro de cada parámetro y se determinan según la calificación numérica en el momento de la evaluación (en general de 1 a 5); la suma de los sub-parámetros de acuerdo con su valor porcentual da como resultado el valor, que es sumado con los otros parámetros cuyo resultado establece la probabilidad de falla por tipo de amenaza.

Los resultados de probabilidad de falla se clasifican en 5 rangos, Muy Alto (VH), Alto (H), Medio (M), Bajo (L) e Insignificante (N), de acuerdo con los valores que se presentan en la Tabla 3.

**Tabla 3.**Rangos de Probabilidad de falla según amenaza.

RANGOS DE PROBABILIDAD DE FALLA SEGÚN AMENAZA										
AMENAZA	INSIGNIFICANTE RANGO 1		BAJO RANGO 2		MEDIO RANGO 3		ALTO RANGO 4		MUY ALTO RANGO 5	
ADELGAZAMIENTO EXTERNO	1,000	1,800	1,800	2,600	2,600	3,400	3,400	4,200	4,200	5,000
ADELGAZAMIENTO INTERNO	0,250	0,410	0,410	0,570	0,570	0,730	0,730	0,890	0,890	1,050
STRESS CORROSION CRACKING	1,090	1,672	1,672	2,254	2,254	2,836	2,836	3,418	3,418	4,000
FABRICACIÓN	1,000	1,600	1,600	2,200	2,200	2,800	2,800	3,400	3,400	4,000
SOLDADURA Y ENSAMBLE	1,000	1,600	1,600	2,200	2,200	2,800	2,800	3,400	3,400	4,000
EQUIPO	1,000	1,600	1,600	2,200	2,200	2,800	2,800	3,400	3,400	4,000
DAÑOS MECÁNICOS POR TERCEROS	1,050	1,640	1,640	2,230	2,230	2,820	2,820	3,410	3,410	4,000
OPERACIONES INCORRECTAS	1,070	1,656	1,656	2,242	2,242	2,828	2,828	3,414	3,414	4,000
RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	1,000	1,600	1,600	2,200	2,200	2,800	2,800	3,400	3,400	4,000

Fuente: Autor



### **3. RESULTADOS Y ANÁLISIS**

#### **3.1 MECANISMOS DE DAÑOS**

##### **3.1.1 Adelgazamiento Externo**

Está enfocada a la agresividad del medio (suelo o aire) y las condiciones de exposición y vulnerabilidad de la tubería.

##### **3.1.2 Adelgazamiento interno**

Está enfocada a las características del fluido y la agresividad de este para ocasionar degradación del material a nivel interno en el tiempo, evalúa el control y mitigación que se realizan para mantener la integridad de los activos.

##### **3.1.3 Stress Corrosión Cracking (SCC)**

El análisis de esta amenaza está enfocado a una forma de fractura de contribución ambiental externa y aplica para tramos enterrados, bajo las condiciones del suelo, entre los factores que influyen este tipo de anomalía se encuentran la edad de la línea, tipo de recubrimiento, niveles y condiciones del SPC, esfuerzos del suelo y ciclos de presión.

##### **3.1.4 Daños por Terceros**

Se evalúan las buenas prácticas de la industria tales como la señalización del derecho de vía, la profundidad de enterramiento de la tubería, la frecuencia de patrullajes del derecho de vía, presencia de invasiones y el uso compartido del derecho de vía.

##### **3.1.5 Defectos de fabricación**

La amenaza se calificó teniendo en cuenta que Ecopetrol S.A. cumple con la adecuada interventoría en la compra de materiales

##### **3.1.6 Soldadura, Ensamble y Construcción**

La amenaza se calificó teniendo en cuenta que Ecopetrol S.A. cumple con la reglamentación y estándares nacionales e internacionales de construcción y cuenta con los soportes documentados que garanticen dicho cumplimiento.

### **3.1.7 Operaciones Incorrectas**

Evalúa las buenas prácticas, así como del indicador de incidentes operacionales de la línea. Entre las prácticas se contempla el cumplimiento de los programas de entrenamiento a operadores, pruebas de seguridades, definición de settings de operación, disponibilidad y actualización de bases de diseño (BD), e implementación del proceso de manejo del cambio (MOC), reporte de concentradores de esfuerzo, estudio de Peligros y Operatividad (HAZOP).

### **3.1.8 Clima y Fuerzas Externas**

Se evalúa la estabilidad del terreno en el derecho de vía, alteración a partir de la vegetación de la superficie, descargas eléctricas, amenaza sísmica, amenaza telúrica, corrientes fluviales.

### **3.1.9 Equipos**

Esta amenaza se encuentra asociada a las válvulas de corte del sistema y las uniones bridadas, evalúa la frecuencia de inspección y mantenimiento de las mismas.

## **3.2 CONSECUENCIA DE FALLA (COF)**

La determinación de la consecuencia de falla considera el modo de la posible fuga, permitiendo estimar el área afectada debido a la cantidad de producto liberado<sup>17</sup>, de acuerdo con cada amenaza evaluada. La valoración se desarrolla analizando las consecuencias potenciales en caso de fuga o rotura una vez el fluido transportado sea liberado al ambiente, considerando todos los escenarios posibles. La tabla 4 presenta las consecuencias de falla analizadas (ambiental, salud y seguridad, económica, reputación y clientes), la clasificación de evaluación y los parámetros de evaluación.

---

<sup>17</sup> Simulación de producto derramado según API RP581. Parte 2.

**Tabla 4.** Variables evaluadas para valorar la consecuencia de falla

CONSECUENCIA DE FALLA		CALIFICACIÓN	PARÁMETROS DE EVALUACIÓN
AMBIENTAL	Afectación Mayor	5	Valoración del área que llegaría a sufrir degradación del ambiente causada por el vertimiento del crudo.  Los efectos de tal vertimiento se contemplan en el plan de manejo ambiental.
	Afectación Importante	4	
	Efectos Localizado	3	
	Efectos Menor	2	
	Efectos Leve	1	
	Ninguno	0	
SALUD Y SEGURIDAD	Una o más fatalidades	5	Para analizar la afectación a las personas, se debe tener en cuenta el tipo de fluido, cantidad de producto vertido y población cercana al activo.
	Incapacidad Permanente parcial o total	4	
	Incapacidad > 1 día	3	
	Lesión Menor no Incapacidad	2	
	Lesión leve primeros auxilios	1	
	Ninguna	0	
ECONÓMICA	Mayor a 10MMU\$	5	El análisis económico tiene en cuenta:  Costo de daño de componentes  Costo de interrupción del negocio(Diferida)  Costo Lesión a personas.  Costo limpieza ambiental.  Según lo establecido en API581 Parte 2.
	Entre 1 - 10MMU\$	4	
	Entre 100 - 1000KU\$	3	
	Entre 10 - 100KU\$	2	
	Menor a 10KU\$	1	
	Ninguna	0	
REPUTACIÓN	Internacional	5	Afectación de la reputación de la empresa se evalúa de acuerdo a los criterios establecidos en el procedimiento de la Matriz RAM de Ecopetrol S.A.
	Nacional	4	
	Regional	3	
	Local	2	
	Interna	1	
	Ninguna	0	
CLIENTES	Veto como proveedor	5	Análisis de la afectación que puede tener Ecopetrol por la falta de volumen de crudo para satisfacer sus demandas
	Pérdida de participación en el mercado	4	

CONSECUENCIA DE FALLA		CALIFICACIÓN	PARÁMETROS DE EVALUACIÓN
	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	3	de bombeo y el incumplimiento de los compromisos de producción
	Quejas y/o reclamos	2	
	Incumplir especificaciones	1	
	Ninguna	0	

Fuente: Autor

### 3.3 DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO

El cálculo del nivel de riesgo de un activo se basa en la determinación de la probabilidad de falla, por efecto de los mecanismos de daño a los cuales se encuentra sometido el activo y la consecuencia resultante al presentarse una pérdida de contención que puede tener una posible afectación a la salud, al medio ambiente, cliente y a la producción, entre otras.

En términos matemáticos, el riesgo puede ser calculado por la siguiente ecuación:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de falla} \times \text{Consecuencia de falla}$$

La probabilidad y la consecuencia se combinan para estimar el riesgo de cada componente los cuales pueden ser priorizados para determinar las frecuencias y tipos de inspección más adecuadas para detectar los mecanismos de daño actuantes, sin embargo, la probabilidad, consecuencia y el riesgo, deben ser analizados por separado, con el objeto de identificar cual genera mayor contribución al nivel de riesgo.

### **3.4 ANALISIS DEL RIESGO**

El análisis de riesgo se realiza en el taller RBI, donde participa un equipo interdisciplinario<sup>18</sup> cuyo objetivo es definir las calificaciones más acertadas a las condiciones reales del sistema, por lo tanto, este análisis se encuentra sujeto a cambios de acuerdo a la intervención y aporte de cada participante para obtener resultados coherentes con la operación y estado mecánico real del sistema. En el anexo 4<sup>19</sup> se presenta la valoración detallada de la Troncal Independientes EC1.

### **3.5 ANALISIS DE PROBABILIDAD**

A continuación, se presenta un breve resumen de la información clave con la que cuenta la Troncal Independientes EC1 “ALINTRPZINDEC1” para su valoración de riesgo según cada amenaza.

#### **3.5.1 Adelgazamiento Externo**

El adelgazamiento externo se clasifica según el tipo del medio, tubería enterrada (Corrosividad suelos) y tubería aérea (Corrosión atmosférica), a continuación se presentan los criterios que definen la sensibilidad de estos tipos de corrosión:

##### **3.5.1.1 Corrosión por suelos**

La Troncal Independientes EC1 no tiene segmentos enterados, por lo tanto, no aplica este ítem de valoración.

##### **3.5.1.2 Corrosión Atmosférica**

Los segmentos aéreos de la troncal presentan una sensibilidad BAJA a la corrosión atmosférica ligada al 100% de inspección directa de la tubería evidenciándose deterioro del recubrimiento, estancamiento de agua en soportería y algunas pérdidas de metal por encima de 10%.

En la ilustración 4 se presenta el estado del recubrimiento y la soportería en la tubería.

### **Ilustración 3.** Condición tubería – ALINTRPZINDEC1.



Fuente: Autor

#### **3.5.2 Adelgazamiento Interno**

La tubería de la línea Troncal Independientes EC1 - ALINTRPZINDEC1, presenta una sensibilidad MEDIA al adelgazamiento interno asociado al tipo de fluido transportado por la tubería y el porcentaje de agua en el crudo, sin embargo, a continuación, se detalla los factores asociados a cada tipo de corrosión interna:

##### **3.5.2.1 Corrosión bajo depósitos**

La línea presenta una sensibilidad BAJA a la corrosión bajo depósitos asociada a:

- ✓ La Troncal Independientes EC1 presenta bajas velocidades de corrosión mediante cupones gravimétricos y presencia de Sulfatos  $\text{SO}_4^{2-} < 10$  ppm.
- ✓ La Troncal no presenta piernas muertas.

##### **3.5.2.2 Corrosión por $\text{CO}_2$**

La línea presenta una sensibilidad MEDIA a la corrosión por  $\text{CO}_2$  asociada al alto corte de agua (96%BSW), la baja velocidad del fluido (0.378 m/s y 1,24 m/s), temperatura de operación (71,11°C/160°F), sin embargo, el fluido cuenta con monitoreo mediante cupones gravimétricos donde la velocidad de corrosión es baja.

### 3.5.2.3 Corrosión por Erosión

La línea presenta una sensibilidad MEDIA a la corrosión erosión asociada a los cambios abruptos que presenta la línea, las bajas velocidades del fluido transportado e índice de langelier corrosivo.

**Ilustración 4.** Cambios abruptos tubería ALINTRPZINDEC1.



Fuente: Autor

### 3.5.2.4 Corrosión Microbiológica

La línea presenta una sensibilidad MEDIA a la corrosión MCI asociada al alto corte de agua (96%BSW), la baja velocidad del fluido (0.378 m/s y 1,24 m/s), temperatura de operación (71,11°C/160°F), la presencia de bacterias sulfato reductoras (49 NMP/100ml), sin embargo, el fluido cuenta con monitoreo mediante cupones gravimétricos donde la velocidad de corrosión es baja.

### 3.5.3 Stress Corrosion Craking - SCC

La afectación mediante el mecanismo de daño SCC es NULA, asociada a los tramos aéreos, la temperatura de operación de la línea, pH del fluido y el estado del recubrimiento.

### 3.5.4 Defectos de fabricación

La tubería ALINTRPZINDEC1 presenta una sensibilidad NULA a las posibles fallas por defectos de fabricación debido a: el material de la tubería API5LX42, tubería sin costuras y pruebas hidrostáticas exitosas.

### 3.5.5 Soldadura, Ensamble y fabricación

La probabilidad de falla es MEDIA teniendo en cuenta que no se cuenta con documentación de calificación de procedimientos de soldadura y soldadores empleados durante fabricación, adicionalmente no hay veracidad de la interventoría realizada.

No se cuenta Dossier de construcción, sin embargo, todos los proyectos de construcción y montaje realizados por el cliente Ecopetrol S.A. tiene su interventoría bajo especificaciones técnicas y estándares internacionales.

### 3.5.6 Equipos

La probabilidad de falla es NULA ya que se cuenta con inventario e inspección de válvulas del campo y la estación EC1 entre estas las asociadas a la Troncal.

En la Tabla 5 se identifican las válvulas asociadas a la tubería en estudio.

**Tabla 5.** Identificación de válvulas ALINTRPZINDEC1.

ITEM	TAG TRAMO ASOCIADO	TAG VÁLVULA	DESCRIPCIÓN	EQUIPO ASOCIADO	ALTURA A N NIVEL DE PISO	DIÁMETRO	CLASE O RAITING	TIPO DE VÁLVULA
1	ALINTRPZINDEC1-01 (CL10-1 A UCL10-1)	CL10-1-LT-16-GLB-B-001	V/V CORTE ENTRADA TRAMO LT CL10-1 A UCL10-1 DESDE MT AMULCL10-1EC1	MÚLTIPLE CL10-1	AÉREA	16	300	GLOBO
2	ALINTRPZINDEC1-01 (CL10-1 A UCL10-1)	MULTR-086	V/V EN LÍNEA TRONCAL DE MULTIPLE CL10-1 A MULTIPLE DE RECIBO DE POZOS	MÚLTIPLE RECIBO DE POZOS EC1	AÉREA	16	300	BOLA
3	ALINTRPZINDEC1-02 (UCL10-1 A INDEC1)	CL10-1-LT-10-CHK-A-001	V/V CHEQUE ENTRADA AMULPOZEC1 DESDE LT CL10-1 A UCL10-1EC1	MÚLTIPLE RECIBO DE POZOS EC1	AÉREA	10	150	CHEQUE
4	ALINTRPZINDEC1-02 (UCL10-1 A INDEC1)	MULTR-037	V/V EN CABEZAL DE RECIBO DE MULTIPLE DE RECIBO POZOS VIENE DE MULTIPLE CL10-1 HACIA SURGENCIA	MÚLTIPLE RECIBO DE POZOS EC1	AEREA	10	150	BOLA
5	ALINTRPZINDEC1-02 (UCL10-1 A INDEC1)	MULTR-038	V/V EN CABEZAL DE RECIBO DE MULTIPLE DE RECIBO POZOS VIENE DE MULTIPLE CL10-1 HACIA SURGENCIA	MÚLTIPLE RECIBO DE POZOS EC1	AEREA	10	150	BOLA
6	ALINTRPZINDEC1-02(UCL10-1 A INDEC1)	CL10-1-LT-10-GAT-A-001	V/V BOLQUEO BRIDA CIEGA EN AMULPOZEC1 DESDE LT CL10-1	MÚLTIPLE RECIBO DE POZOS EC1	AEREA	10	150	COMPUERTA

Fuente: Autor



### **3.5.7 Daños mecánicos por terceros**

La posible afectación mediante daños mecanismo por terceros es NULA, ya que la línea no se encuentra en una zona de amenaza a daños por terceros y vandalismos, sin embargo, la línea no cuenta con señalización e inspección y/o patrullaje del DDV.

### **3.5.8 Operaciones incorrectas**

La probabilidad de afectación por operaciones incorrectas es BAJA asociada, no obstante, al sistema de control operacional manual que tiene la línea, a la NO documentación de los manejos del cambio y HAZOP y la falta de As Built actualizados.

### **3.5.9 Clima y fuerzas externas**

La sensibilidad de falla mediante climas y fuerzas externas es NULA, teniendo en cuenta que se evalúa la estabilidad del terreno en el derecho de vía, alteración a partir de la vegetación de la superficie, descargas eléctricas, amenaza sísmica, amenaza telúrica, corrientes fluviales, y la tubería de la troncal es 100% aérea y se encuentra dentro de la Estación.

## **3.6 ANÁLISIS DE CONSECUENCIA**

Para el análisis de consecuencia de la Troncal Independientes EC1, se realizó la definición de los parámetros listados a continuación:

- ✓ Volumen de derrame (Producto vertido al ambiente)
- ✓ Radios de impacto (usando la herramienta “ALOHA”)
- ✓ Densidad poblacional
- ✓ Zonas sensibles
- ✓ Áreas de afectación
- ✓ Costo de daño de componentes
- ✓ Costo de interrupción del negocio (Diferida - Barril 52 USD)
- ✓ Costo Lesión a personas.
- ✓ Costo limpieza ambiental.

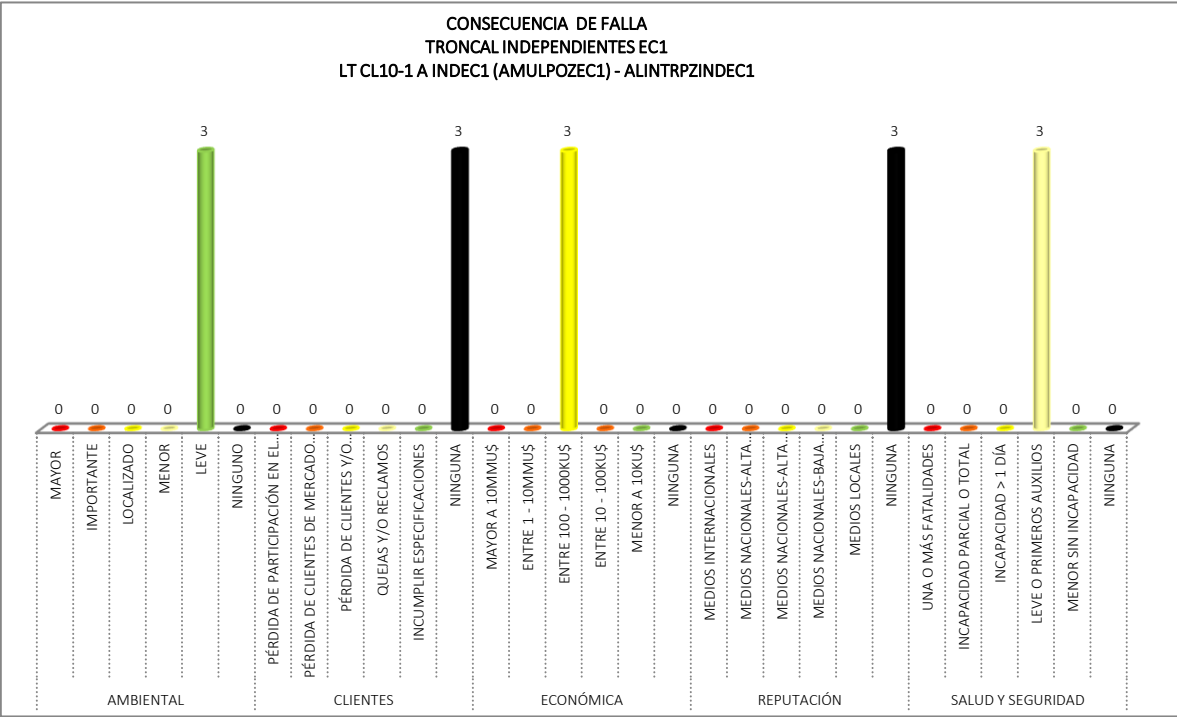
En la tabla 6 se presentan la clasificación de consecuencia definidos en el RBI y en la Grafica 1 se presentan dichos niveles para cada uno de los segmentos.

**Tabla 6.** Análisis de Consecuencia ALINTRPZINDEC1.

CONSECUENCIA DE FALLA		CALIFICACIÓN	CLASIFICACIÓN RBI – ALINTRPZINDEC1
AMBIENTAL	Masivo	5	Teniendo en cuenta los criterios de la matriz RAM ECP se clasifico: Consecuencia 1: Segmentos Aéreos (Dentro de la estación EC1)
	Mayor	4	
	Localizado	3	
	Menor	2	
	Leve	1	
	Ninguno	0	
SALUD Y SEGURIDAD	Una o más fatalidades	5	Se obtuvo una calificación 1 (Despreciable) en afectación a personas en función a la siguiente información:  1. La hoja de seguridad MSDS del Crudo de Ecopetrol relaciona * Rombo NFPA: Inflamabilidad 3: - Reactividad: 0 - Toxicidad: 1. 2. *TLV-TWA Crudo: 350 mg/m3 3. Temperatura de operación: 71,1 °C 4. Menos de 10 viviendas en DDV, Afectación únicamente a trabajadores de la estación EC1
	Incapacidad Permanente parcial o total	4	
	Incapacidad > 1 día	3	
	Menor sin incapacidad	2	
	Leve o primeros auxilios	1	
	Ninguna	0	
ECONÓMICA	Mayor a 10MMU\$	5	Datos relevantes utilizados en la modelación Económica: *Tipo de Fluido: Crudo *Presión de Operación: 20 psi *Temperatura de operación: 71,1°C *Diámetro: 16in *Caudal: 962 BPPD *Valor Barril Crudo: 52 USD * Indemnización x fatalidad: 267000 USD/persona * Remediación Ambiental: 5000 USD/Barril Mediante la simulación de la plantilla RBI – Económica según API 581 Parte 3, se obtuvo un resultado de: 3 (Asociado al caudal transportado por la troncal).
	Entre 1 - 10MMU\$	4	
	Entre 100 - 1000KU\$	3	
	Entre 10 - 100KU\$	2	
	Menor a 10KU\$	1	
	Ninguna	0	
REPUTACIÓN	Internacional	5	* Tramos aéreos dentro de la estación se calificó como 0, debido a que se daría un manejo interno dentro de la compañía.
	Nacional	4	
	Regional	3	
	Local	2	
	Interna	1	
	Ninguna	0	
CLIENTES	Veto como proveedor	5	No se cuenta con impacto a clientes, se da cumplimiento a nóminas internas ECP S.A.
	Pérdida de participación en el mercado	4	
	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	3	
	Quejas y/o reclamos	2	
	Incumplir especificaciones	1	
	Ninguna	0	

Fuente: Autor

**Gráfica 1 . Clasificación de consecuencia segmentos ALINTRPZINDEC1.**



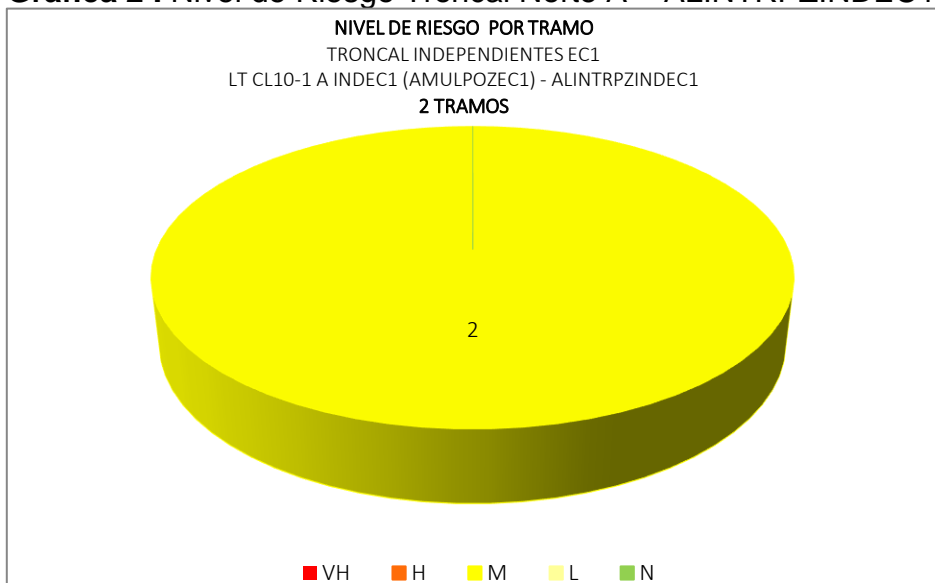
Fuente: Autor

El mayor nivel de consecuencia es 3 determinado por la consecuencia económica como se presenta en la gráfica 1; los 3 segmentos con alto nivel de consecuencia económica son aquellos que por el caudal transportado (962 BPD crudo) pueden generar pérdidas económicas (Costo de daño de componentes, Costo de interrupción del negocio – Diferida, Costo Lesión a personas, Costo limpieza ambiental).

### 3.7 NIVEL DE RIESGO

Teniendo en cuenta los criterios de clasificación expuesto en el ítem 3.5 y 3.6, la valoración de probabilidad y consecuencia y la ecuación matemática del riesgo definida en el ítem 8 se tiene un nivel de riesgo M para la troncal como se presenta en la gráfica 2.

**Gráfica 2 . Nivel de Riesgo Troncal Norte A – ALINTRPZINDEC1.**



Fuente: Autor

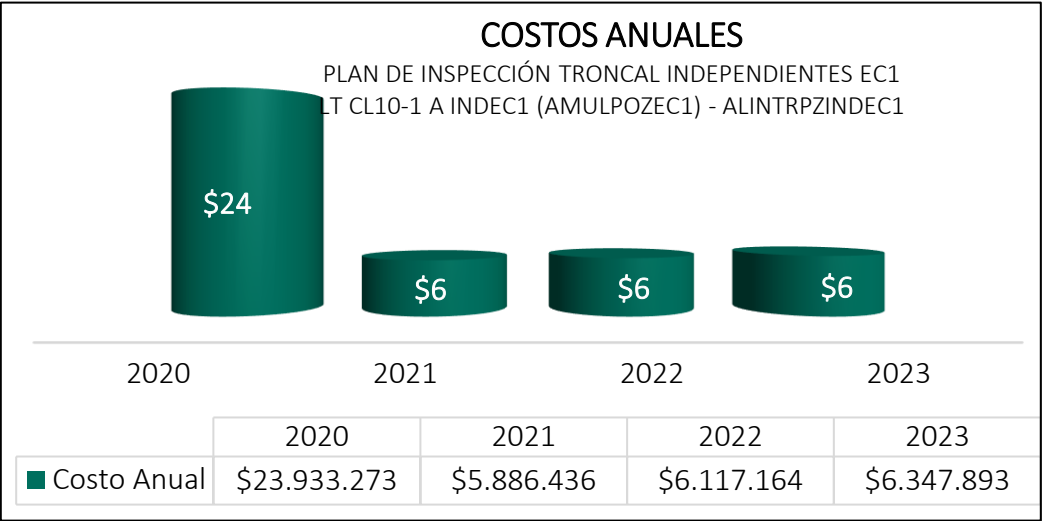
### 3.8 PLAN DE ACCIÓN

El plan de acción se desarrolla a partir de la priorización de la línea obtenida del análisis de riesgo realizado en función detectar y mitigar las amenazas identificadas como relevantes.

Los costos de las actividades planteadas de inspección y mitigación se establecieron acorde a los precios manejados en la vigencia del actual contrato de Integridad.

En la Gráfica 3 se presenta el presupuesto anual para la ejecución del plan inspección y mitigación planteada para las vigencias 2020 - 2024.

**Gráfica 3** Costo Anual Plan Acción ALINTRPZINDEC1.

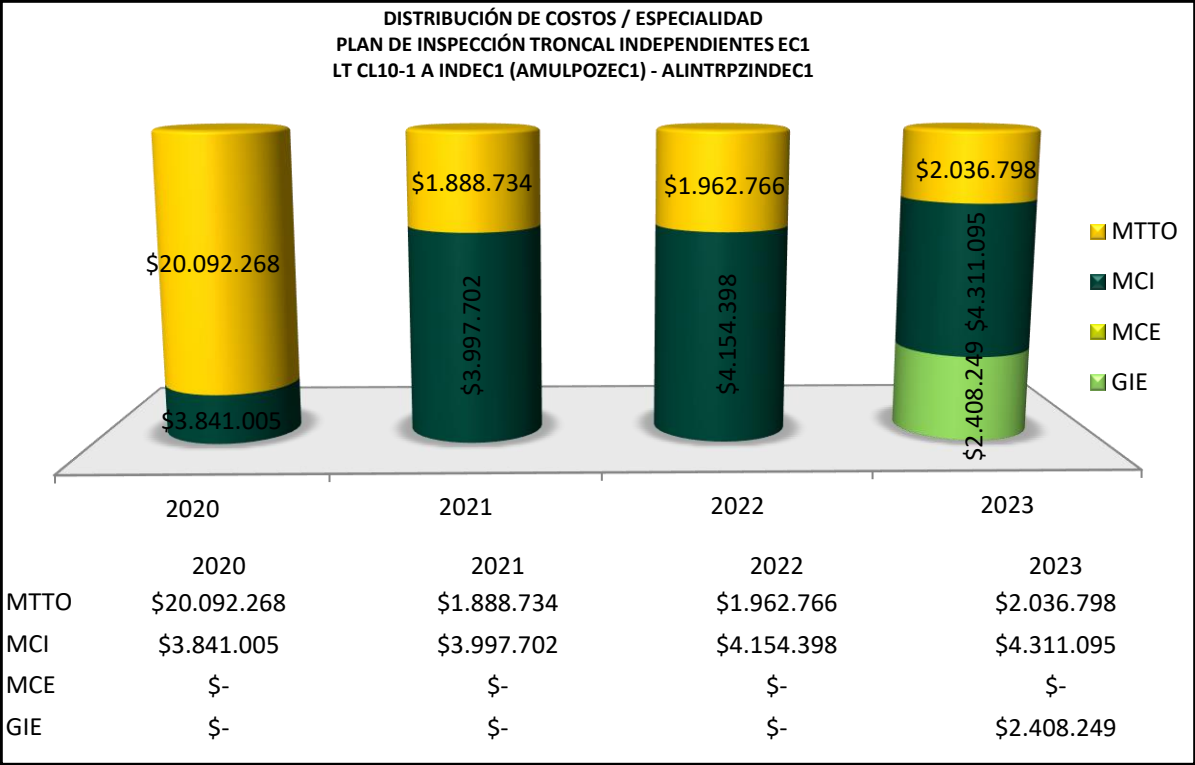


Fuente: Autor

En la Gráfica 4 se presenta la distribución del presupuesto, para cada una de las disciplinas involucradas (inspección mecánica y corrosión interna).

Cada una de las amenazas tiene una serie de acciones o aspectos relevantes a ser tenidos en cuenta durante el desarrollo del plan, por lo cual se establecen las frecuencias de inspección y presupuesto para estas de forma independiente.

**Gráfica 4** Distribución de Costo en Plan de inspección ALINTRPZINDEC1 2020-2023.



Fuente: Autor

El plan de acción está enfocado en realizar acciones de mitigación, control y seguimiento de los activos valorados por medio de inspecciones directas e indirectas como visual, UT, monitoreos por cupones gravimétricos, fisicoquímicos, etc, con los cuales se disminuye el grado de incertidumbre y permite determinar el estado actual del activo y definir las acciones de mitigación y/o control, con el fin de mantener la integridad y confiabilidad de los equipos.

### 3.8.1 Acciones de mitigación

#### 3.8.1.1 Adelgazamiento externo

**Tabla 7.** Acciones de Mitigación Adelgazamiento Externo.

MITIGACIÓN	EXTENSIÓN	INSPECCIÓN Y/O MANTENIMIENTO	JUSTIFICACIÓN	ACTIVIDAD A REALIZAR	CANTIDAD
INSPECCIÓN VISUAL	100%	INSPECCIÓN VISUAL.	* Disminuir el nivel de incertidumbre del estado de la tubería que compone la Troncal.	1. Verificar el estado del recubrimiento. 2. Identificar el estado mecánico externo de la tubería. 3. Caracterizar los defectos relevantes: Profundidad máxima, longitud, ancho y ubicación. 4. Identificar condiciones subestándares o que puedan poner en riesgo la integridad de la tubería. 5. Verificar el estado mecánico y de corrosión de la soportería.	* 159 m lineales de tubería. * 5 válvulas de corte y una PSV. * 2 Facilidades de monitoreo de corrosión interna. * 3 Facilidades para inyección de química. * 1 manómetro * Otras facilidades de conexión para actividades proyectadas. * Soportería
ESPESOR PELÍCULA SECA	20%	MEDICIÓN DE ESPESOR DE RECUBRIMIENTO.	* Conocer las dimensiones de la capa de recubrimiento e identificar si se encuentra dentro de los rangos establecidos por Ecopetrol, para su correcto funcionamiento como barrera contra la corrosión.	1. Tomar lecturas del espesor del recubrimiento. 2. Spot de mediciones en cada CML se realiza una toma.	* 85 puntos
MANTENIMIENTO	100%	ROCERÍA Y SOPORTERÍA	* No presenta aislante entre soporte y tubería. * Árboles en el DDV de la Troncal	1. Instalación aislante (neopreno) entre soporte y tubería. 2. Limpieza del DDV de la Troncal (hojas, ramas de árboles sobre la tubería, vegetación).	* Por cada soporte que lo requiera. * A lo largo de la trayectoria de tubería (159 m).
	100%	RECUBRIMIENTO	De acuerdo con lo identificado en inspección 2018 (TC-368-GDT-GIE-816): * Mal estado del recubrimiento (desgaste, desprendimientos). * Zonas sin recubrimiento metal base expuesto.	1. Restauración del recubrimiento, de acuerdo con procedimiento Ecopetrol (ECP-VIN-P-MAT-ET-003). 2. Reactivar el recubrimiento en aquellas zonas donde la capa de acabado presenta desgaste y desprendimiento.	*Tramo 1: CML 4 al 33 (aproximadamente 86 m) *Tramo 2: CML 1 al 33 (aproximadamente 69 m)

Fuente: Autor

### 3.8.1.2 Adelgazamiento interno

**Tabla 8.** Acciones de Mitigación Adelgazamiento interno.

MITIGACIÓN	EXTENSIÓN	INSPECCIÓN Y/O MANTENIMIENTO	JUSTIFICACIÓN	ACTIVIDAD A REALIZAR
SCAN A	100%	MEDICIÓN DE ESPESORES EN CML DEFINIDOS EN 2018.	* Conocer las posibles pérdidas de espesor que se puedan presentar asociados a diferentes mecanismos de daño que puedan estar activos en el sistema.	1. Tomar espesores bajo la técnica de Scan A, en los mismos puntos donde se realizó inspección 2018. 2. Seguimiento a máximas pérdidas de espesor
MFL	25%	ASEGURAR UN BARRIDO Y LA ENTREGA DE LOS MAPAS DE CORROSIÓN CON LOS VALORES DE ESPESORES ACTUALES.	* Ampliar el alcance de inspección en la tubería para determinar posibles puntos con pérdidas de espesor y mantener la integridad de la Troncal.	1. Asegurar un barrido total y la entrega de los mapas de corrosión con los valores de espesores actuales. 2. Realizar una verificación de las mediciones realizadas mediante UT Scan B y/o UT Scan C.
SCAN C	40%	UT POR SCAN C	* Verificar posibles pérdidas de espesor encontradas bajo la técnica de Scan A y las indicaciones encontradas por MFL.	1. Verificar indicaciones entregadas por la técnica de MFL. 2. Verificar CML con bajos espesores encontrados con UT Scan A.
MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA	100%	INSTALACIÓN DE FACILIDAD PORTA CUPÓN.	* Monitorear las velocidades de corrosión que se presentan por influencia del fluido contenido, a las condiciones operativas actuales.	1. Realizar monitoreo por cupones gravimétricos. 2. mantener actualizada la base de datos para tener históricos de tendencia. 3. Activar el segundo punto de monitoreo (Tramo 2, salida del múltiple INEC1), con base en los cambios operativos que se realicen y se comuniquen.
	100%	MONITOREO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN MEDIANTE CUPONES GAVIMÉTRICOS.		
	100%	MONITOREO FISCOQUÍMICO DE FLUIDO.	* Monitorear las características del fluido que puedan activar mecanismos de daño que generen un riesgo para la integridad de la tubería.	1. Realizar caracterización del fluido (Agua y gas si está presente) de las variables asociadas a mecanismos de daño que puedan afectar la integridad de la tubería. 3. Activar el segundo punto de monitoreo (Tramo 2, salida del múltiple INEC1), con base en los cambios operativos que se realicen y se comuniquen.

Fuente: Autor

### 3.8.1.3 Soldadura, ensamble y construcción

**Tabla 9.** Acciones de Mitigación Soldadura, Ensamble y Construcción.

MITIGACIÓN	EXTENSIÓN	INSPECCIÓN Y/O MANTENIMIENTO	JUSTIFICACIÓN	ACTIVIDAD A REALIZAR
MANTENER LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	100%	SOLICITUD DE INFORMACIÓN	* Conocer las condiciones iniciales de la tubería, en construcción.	1. Gestionar y asegurar por parte del cliente Ecopetrol S.A. la información de diseño y construcción (Dossier de construcción) del activo en estudio. 2. Levantamiento y actualización de AsBuilt

Fuente: Autor



### 3.8.1.4 Operaciones incorrectas

**Tabla 10.** Acciones de Mitigación Operaciones Incorrectas.

MITIGACIÓN	EXTENSIÓN	INSPECCIÓN Y/O MANTENIMIENTO	JUSTIFICACIÓN	ACTIVIDAD A REALIZAR
MANTENER ACTUALIZADA LA DOCUMENTACIÓN DE MANEJO DEL CAMBIO	100%	MANEJO DEL CAMBIO	* Conocer las alteraciones realizadas a la tubería tanto a nivel estructural como operativo, para identificar los cambios que se puedan generar en los mecanismos de daño y por ende en el riesgo de la Troncal.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gestionar y asegurar por parte del cliente Ecopetrol S.A. la información documental referente a manejos del cambio, HAZOP, CAR.</li> <li>2. Solicitar a operaciones comunicar al área de integridad cada vez que se genere un cambio.</li> <li>3. Solicitar a operaciones alinear la información de cambios a los operadores de área.</li> </ol>
PLANOS ACTUALIZADOS	100%	GENERAR AS BUILT	* Mantener el plano de la troncal actualizado para realizar una correcta trazabilidad y facilitar la correcta gestión de integridad de la Troncal.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Levantamiento y actualización de AsBuilt</li> </ol>

Fuente: Autor

#### 4. CONCLUSIONES

- ✓ El nivel de riesgo obtenido para la Troncal Independientes EC1 - *ALINTRPZINDEC1* corresponde a **MEDIO** dado por la mayor probabilidad falla y la mayor consecuencia de falla, de acuerdo con el cruce en la matriz RAM de Ecopetrol.
- ✓ La probabilidad de falla está en nivel 3 está determinada por el mecanismo de daño Adelgazamiento interno: Bajas velocidades del fluido, alto % BSW, índice langelier corrosivo altas temperaturas del crudo, y mecanismo de daño Soldadura, Ensamble y Construcción: asociados a la falta de dossier de construcción ni planos As Built actualizados, adicionalmente la inexistencia de registros de resultados inspección de materiales, y procedimientos de soldaduras previo a inicio actividades de fabricación.
- ✓ La consecuencia de falla presenta nivel 3 está dado por el impacto económico que presentó, asociado a los costos de daño a componentes, costo interrupción del negocio, costo lesión a personas, y el costo de limpieza ambiental en caso de presentarse una pérdida de contención del producto transportado.
- ✓ En el alistamiento de información no se encontró dossier de construcción, reportes de manejo del cambio, ni certificados de fabricación, por lo tanto, se asumen los datos de construcción con base en los históricos y sistemas similares presentes en el campo, igualmente se asume que se cumplió con el aseguramiento en fabricación y construcción ya que Ecopetrol es una entidad estatal y cumple con las normatividades nacional e internacional establecida.
- ✓ La troncal de independientes a la fecha cuenta con análisis fisicoquímicos del crudo sin tratar transportado por la línea; este muestra un alto porcentaje de %BSW, un índice de langelier corrosivo, presencia de sólidos disueltos (105 ppm), los cuales son factores que sumados a las altas temperaturas de la línea y las bajas velocidades de

fluido reportadas por monitoreo de corrosión interna mediante cupones gravimétricos, fomentan el adelgazamiento interno sobre la línea.

- ✓ La *Troncal Independientes EC1 – ALINTRPZINDEC1* no cuenta con piernas muertas operativas, información identificada en el levantamiento de información en campo para ejecutar el análisis de riesgo.

## 5. RECOMENDACIONES

- ✓ Incluir en un plan de inspección y mantenimiento las válvulas asociadas a la troncal ALINTRPZINDEC1, para asegurar su confiabilidad y adecuado funcionamiento, de acuerdo con la práctica recomendada API 1160 – Tercera Edición.
- ✓ Realizar recorrido con el operador del área para la identificación y señalización adecuada (Tipo activo, nombre, servicio y sentido de flujo) en salida y llegada, estipulando números de contacto que proporcionen asistencia en caso de presentarse una fuga y contribuyan a la oportuna atenuación del incidente.
- ✓ Generar una base de datos que permita tener trazabilidad de la información técnica, la cual facilitará los procesos operativos y análisis de riesgo.
- ✓ Crear en SAP el activo en ALINTRPZINDEC1 con la finalidad de almacenar adecuadamente los registros de mantenimientos, inspecciones, reparaciones y alteraciones ejecutadas sobre este activo.
- ✓ Gestionar y desarrollar un cronograma de actividades con el departamento de mantenimiento de acuerdo con el plan de inspección y mitigación propuesto, con el fin de llevar a cabo oportunamente las actividades de inspección planteadas en el presente documento.
- ✓ Realizar actualización de información en caso de aparición de nuevas amenazas provenientes de cambios en las condiciones de operación y de proceso; dado el caso, establecer los cambios pertinentes en el plan de inspección y mitigación.

## BIBLIOGRAFIA

[1] API RP 581: Práctica Recomendada: Tecnología de Inspección Basada en Riesgos.

[2] API RP 1160: Gestión de integridad en oleoductos de sustancias peligrosas.

[3] D.SALAZAR," Estudio Conceptual de Integridad a Líneas de Flujo Para Transporte de Crudo, Desde Cabezal de Pozo a Múltiple de Separación. Universidad Industrial de Santander. 2015

[4] MUHLBAUER W., Kent. Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington.: Gulf Professional Publishing, 2004. 8 p.

[5] ECP -ICP-GCM-I-02" Instructivo para la aplicación de la metodología RBI en ecopetrol S.A

[6] MUHLBAUER W., Kent. Pipeline risk management manual. Ideas, techniques, and resources. 3 ed. Burlington.: Gulf Professional Publishing, 2004. 40 p

[7] MUHLBAUER. Op. cit., p. 43.

[8] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Gestión de Integridad de Sistemas de Tuberías para Transporte de Líquidos Peligrosos. NTC 5901. Bogotá D.C.: 2012. 32 p.

[9] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 5901. Op. cit., p.33

[10] NORMA ASME B 31,8 S

[11] MUHLBAUER. Op. cit., p. 364.

[12] MUHLBAUER. Op. cit., p. 15/345.

[13] ECP -ICP-GCM-I-02” Instructivo para la aplicación de la metodología RBI en Ecopetrol S.A.

[14] Espesor, diámetro, SCH, grado de material, material, etc.

[15] Monitoreo de corrosión interna y externa, medición de caudal.

[16] Cambios operativos, cambios de tramos de tubería, etc.

[17] Simulación *de producto derramado según API RP581. Parte 2.*

